

Министерство образования Республики Беларусь
Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»



А. Н. Янушонок
А. П. Андриевский
В. Н. Стахейко

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ ГАЗА

Методические указания к выполнению курсового проекта
для студентов специальности
1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Новополоцк
ПГУ
2015

УДК 622.691.4.07(075.8)

Одобрено и рекомендовано к изданию методической комиссией
инженерно-технологического факультета (протокол № 4 от 29.04.2015)

Кафедра трубопроводного транспорта, водоснабжения и гидравлики

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

канд. техн. наук, доц., помощник генерального директора ОАО «Нафтан»

А. И. ВЕГЕРА;

канд. техн. наук, доц. кафедры трубопроводного транспорта,
водоснабжения и гидравлики А. Г. КУЛЬБЕЙ

© Янушонок А. Н., Андриевский А.П., Стахейко В.Н., 2015

© УО «ПГУ», 2015

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

В методических указаниях приведена методика технологического расчета магистрального газопровода.

Расчетные формулы и методики расчетов соответствуют отраслевым нормам технологического проектирования магистральных газопроводов ОНТП–51–1–85 или СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Методические указания предназначены для выполнения курсового проекта студентами очной и заочной форм обучения специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

Курсовой проект состоит из двух частей: пояснительной записки и графической части.

Расчетно-пояснительная записка является текстовым документом проекта и выполняется в соответствии с ГОСТ 2.105-95, ГОСТ 7.32-81 и ГОСТ 2.106-96 на листах формата А4. На всех листах должны быть оставлены поля шириной 30 мм слева, 15 мм сверху, 10 мм справа и снизу. Для первого или заглавного листа расчетно-пояснительной записки предусмотрена основная надпись по форме 2 ГОСТ 2.104-68 форма 3, а для последующих листов – основная надпись по форме 2а ГОСТ 2.104-68 форма 4.

Все расчеты должны быть представлены в пояснительной записке, и сопровождаться разъясняющим текстом, а там где необходимо – детальным анализом.

Схемы и графическая часть должны быть изображены четко и в крупном масштабе. Графическая часть проекта выполняется на листе ватмана формата А1. Допускается использование листов меньшего формата.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

μ – коэффициент поперечной деформации Пуассона;
 Ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;
 $\eta_{\text{мех}}$ – механический кпд;
 μ – динамическая вязкость;
 Δ – относительная плотность газа по воздуху;
 $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха;
 η_e – номинальный к.п.д. ГТУ;
 D – внутренний диаметр газопровода;
 D_i – коэффициент Джоуля-Томсона;
 $D_{\text{из}}$ – наружный диаметр изолированного газопровода;
 D_n – наружный диаметр трубы;
 h_0 – глубина заложения оси трубы (расстояние от поверхности насыпи до оси трубы);
 i – количество ГПА, установленных на КС;
 k_0 – стоимость строительства одной КС, не зависящая от числа ГПА;
 k_l – коэффициент безопасности по материалу;
 k_i – стоимость строительства одной КС, зависящая от числа ГПА;
 k_n – коэффициент надежности;
 k_p – районный коэффициент удорожания строительства и эксплуатации МГ;
 k_T – топографический коэффициент удорожания строительства и эксплуатации МГ;
 $k_{\text{Э}}$ – эквивалентная шероховатость труб;
 L, l_1, l_2 – длина МГ, участков;
 m – коэффициент условий работы трубопровода;
 n – количество КС на МГ;
 N – потребляемая мощность;
 n_p – коэффициент надежности по нагрузке;
 N_e – мощность, потребляемая ЦБН;
 N_3 – заявленная мощность КС;
 $P_{\text{к}}$ – давление в конце газопровода;
 P_n – давление в начале газопровода;
 Q – суточная производительность газопровода;
 $Q_{\text{ТС}}$ – теплота сгорания топливного газа;
 $Q_{\text{Г}}$ – годовая производительность МГ;
 $Q_{\text{ТГ}}$ – объем потребляемого КС топливного газа;

R_μ – универсальная газовая постоянная;
 R_l – расчетное сопротивление металла трубы
 R_l^H – минимальное значение временного сопротивления металла труб;
 Re – число Рейнольдса;
 t – тариф на транспорт газа по МГ;
 T_a – расчетная температура атмосферного воздуха;
 Z – коэффициент сжимаемости;
 Z_{cp} – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа,
 Z_c – коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях
 α – коэффициент линейного расширения металла трубы;
 α_g – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу;
 α_L – коэффициент амортизационных отчислений от линейной части МГ;
 α_{CT} – коэффициент амортизационных отчислений от КС
 Δt – расчетный температурный перепад;
 Δp_{BC} – потери давления газа на входе КС с учетом потерь давления в подводящих шлейфах и на узле очистки газа;
 $\Delta p_{ВЫХ}$ – потери давления в трубопроводе между компрессорным цехом и узлом подключения;
 $\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода;
 $\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта;
 $\lambda_{из}$ – коэффициент теплопроводности изоляции;
 $\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова;
 μ – коэффициент динамической вязкости;
 a – коэффициент Шухова;
 $A1$ – формат листа бумаги (ватмана) размером 594×840 мм;
 $A4$ – формат листа бумаги размером 210×297 мм;
 $Выр$ – годовой объем выручки от оказания услуги по транспорту газа;
ГПА – газоперекачивающие агрегаты;
ГТУ – газотурбинная установка;
 E – модуль упругости металла;
 K_L – капитальные затраты на сооружение линейной части МГ;
 $K_{нд}$ – коэффициент надежности газопровода;
 K_{po} – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей;
КС – компрессорная станция;
 K_{CP} – средний на линейном участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду;
 K_{CT} – капитальные затраты на сооружение КС;

$K_{ТГ}$ – коэффициент технического состояния ГТУ (по топливу);
 КЦ – компрессорный цех;
 M – молекулярная масса газа;
 МГ – магистральный газопровод;
 P_p – годовой объем прибыли от транспорта газа;
 P_K – давление в конце участка МГ;
 $P_{кри}$ – критическое значение давления;
 p_H – давление в начале участка МГ;
 $p_{НАГ}$ – давление на выходе КС;
 Себ – годовая себестоимость услуги по транспорту газа, т.е. эксплуатационные затраты;
 $c_{ло}$ – стоимость строительства 1 км трубопровода;
 C_p – удельная теплоемкость газа;
 $C_э$ – годовой размер эксплуатационных затрат на обслуживание МГ;
 $c_{эл}$ – эксплуатационные затраты, приходящиеся на 1 км. МГ;
 $c_{эст}$ – стоимость эксплуатации одной КС
 T – продолжительность анализируемого периода;
 T_0 – температура грунта на глубине заложения газопровода;
 T_K – температура газа в конце участка МГ;
 $T_{кри}$ – критическое значение температуры;
 T_H – температура газа на входе в линейный участок;
 $T_{НАГ}$ – температура на выходе КС;
 T_{cp} – средняя по длине участка газопровода температура газа;
 ЦБН – центробежный нагнетатель;
 $э_0$ – стоимость эксплуатации одной КС, не зависящая от числа ГПА;

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Тема курсового проекта «Технологический расчет магистрального газопровода».

Целью расчета является решение следующих задач:

- определение основных физических свойств транспортируемого природного газа;
- подбор основного оборудования компрессорных станций;
- определение необходимого количества компрессорных станций и их расстановка по трассе газопровода;
- выполнение уточненного гидравлического и теплового расчетов линейных участков магистрального газопровода;
- определение оптимальных параметров магистрального газопровода;
- расчет режима работы компрессорных станций.

Основными исходными данными для технологического расчета магистрального газопровода являются:

- состав транспортируемого газа;
- годовая производительность (Q) магистрального газопровода, млрд м³/год;
- протяженность (L) магистрального газопровода, км;
- данные о температуре окружающей среды и воздуха в районе возведения сооружения магистрального газопровода.

1.1. Определение оптимальных параметров магистрального газопровода

Одной из главных задач технологического расчета магистрального газопровода является определение его оптимальных параметров. Эта задача может быть успешно реализована на основе применения технико-экономических показателей. Общим критерием оптимальности принимаемого решения может выступать объем годовой прибыли, получаемой организацией, эксплуатирующей магистральный газопровод. Большей достоверностью при выборе оптимального варианта проектирования газопровода обладает показатель абсолютной эффективности (α), который определяется отношением годовой прибыли к суммарным капитальным вложениям в МГ.

Расчет начинают с выбора конкурирующих диаметров. По заданной годовой пропускной способности (Q_r) и принятому рабочему давлению

($p_{\text{раб}}$) по таблице 1 выбирают ориентировочное значение диаметра газопровода. Затем, в целях сравнения, принимают значения диаметра: ближайший больший и ближайший меньший к выбранному диаметру газопровода. При необходимости допускается принимать рабочее давление свыше 7,5 МПа. В результате, подбирается три конкурирующих между собой варианта технологического обустройства магистрального газопровода.

Если в качестве среднего подберется вариант с газопровода диаметром 1400 мм, то вариант с ближайшим большим диаметром к выбранному, в качестве третьего конкурирующего, не подбирается.

Таблица 1

Ориентировочные значения диаметра газопровода

D_y , мм	Годовая производительность Q_G , млрд м ³ /год	
	$p_{\text{раб}} = 5,5$ МПа	$p_{\text{раб}} = 7,5$ МПа
500	1,6 – 2,0	2,2 – 2,7
600	2,6 – 3,2	3,4 – 4,1
700	3,8 – 4,5	4,9 – 6,0
800	5,2 – 6,4	6,9 – 8,4
1000	9,2 – 11,2	12,1 – 14,8
1200	14,6 – 17,8	19,3 – 23,5
1400	21,5 – 26,4	28,4 – 34,7

При необходимости возможна прокладка многониточной системы. Перед определением экономических показателей необходимо произвести подбор оборудования компрессорной станции, определить режим совместной работы линейной части и КС.

Технико-экономический расчет будет считаться завершенным, если с наибольшим значением коэффициента абсолютной эффективности окажется вариант со средним диаметром. Если с наибольшим значением коэффициента абсолютной эффективности окажется вариант с большим либо меньшим диаметром, то такой вариант с его основными параметрами выбирается за основу и для него выполняются дальнейшие детальные расчеты курсового проекта.

В настоящем курсовом проекте годовая прибыль, получаемая в результате эксплуатации магистрального газопровода, может быть определена следующим образом:

$$P_p = \text{Выр} - \text{Себ} = T \cdot Q_G \cdot L / 100 - (\alpha_L K_L + \alpha_{CT} K_{CT} + C_Э), \quad (1)$$

где P_p – годовой объем прибыли от транспорта газа, млн руб.;

Выр – годовой объем выручки от оказания услуги по транспорту газа, млн руб.;

$Себ$ – годовая себестоимость услуги по транспорту газа т.е. эксплуатационные затраты, млн руб;

T – тариф на транспорт газа по МГ, руб/(тыс. м³·на 100 км);

Q_G – годовая производительность МГ, млрд м³;

α_L, α_{CT} – коэффициент амортизационных отчислений соответственно, от линейной части МГ и от КС;

K_L, K_{CT} – капитальные затраты на сооружение соответственно, линейной части МГ и КС, млн руб;

C_3 – годовой размер эксплуатационных затрат на обслуживание МГ, млн руб;

Значения тарифа на транспорт газа, капитальных затрат, стоимости электроэнергии и газа, заработной платы постоянно меняются и зависят от множества факторов (уровня конкуренции и инфляции, устойчивости развития экономики, наличия договоренности по поставкам газа и др). В учебных целях рекомендуется принимать:

– $T = 0,9$ – для внутриреспубликанских поставок газа, \$/(тыс. м³·100 км);

– $T = 1,7$ – для транзитных поставок газа, \$/(тыс. м³·100 км);

– Q_G – годовая производительность МГ задается преподавателем в качестве исходных данных;

– $\alpha_L = 0,035 - 0,040$ и $\alpha_{CT} = 0,09 - 0,10$, эти значения принимаются студентом самостоятельно.

Тариф на транспорт газа следует перевести в рублевый эквивалент по курсу Национального банка Республики Беларусь на дату осуществления расчетов.

Капитальные и эксплуатационные затраты в значительной мере зависят от региона, по которому проходит магистральный газопровод, и топографических условий трассы:

$$K_L = c_L \cdot L \cdot k_p \cdot k_T, \quad (2)$$

$$K_{CT} = c_{cm} \cdot n \cdot k_p \cdot k_T, \quad (3)$$

где c_L – стоимость строительства одного километра трубопровода (прил. 2), млн руб/км.;

L – длина МГ, км.;

n – количество КС на магистральном газопроводе, шт.;

k_p – районный коэффициент удорожания строительства и эксплуатации МГ;

k_T – топографический коэффициент удорожания строительства и эксплуатации МГ.

Для Республики Беларусь:

- 1) значения районного коэффициента везде одинаковы и равны единице;
- 2) топографический коэффициент:
 - равнинно-холмистый участок: и для линейного участка, и для КС – 1;
 - болотистый участок: – линейная часть – 1,7, а для КС – 1,07;
 - водные преграды: – русловая часть – 4,8, а для пойменной части – 2,0.

Если толщина стенки труб отличается от указанной в приложении 2, то приближенно стоимость строительства 1 км трубопровода может быть определена по формуле

$$c_l = 0,5 \cdot c_{ло} \cdot (1 + \delta / \delta_0), \quad (4)$$

где $c_{ло}$ – стоимость строительства 1 км трубопровода при толщине стенки δ_0 , млн руб./км. (прил. 2);

δ – толщина стенки трубопровода, мм.

Стоимость строительства одной КС может быть найдена по следующей зависимости:

$$c_{см} = k_0 + k_i \cdot i, \quad (5)$$

где k_0 – стоимость строительства одной КС, не зависящая от числа ГПА (прил. 3);

k_i – стоимость строительства одной КС, зависящая от числа ГПА (прил. 3).

i – количество ГПА, установленных на КС, шт.

Годовой размер эксплуатационных затрат на обслуживание МГ представлен затратами, приходящимися на годовой объем топливного газа или электроэнергии, в зависимости от типа устанавливаемых на КС ГПА и годовым объемом заработной платы работников КС.

$$C_{\Sigma} = \Sigma_l + \Sigma_{см} + S_{мг} (S_{эл}) = (c_{эл} \cdot L \cdot k_p \cdot k_T) + (c_{эсм} \cdot n \cdot k_p \cdot k_T) + S_{мг} (S_{эл}), \quad (6)$$

где Σ_l , $\Sigma_{см}$ – соответственно, эксплуатационные расходы на линейную часть и КС, млн руб.;

$c_{эл}$ – эксплуатационные затраты, приходящиеся на 1 км МГ, млн. руб./км. (прил. 2);

$c_{эсм}$ – стоимость эксплуатации одной КС, млн руб.:

$$c_{эсм} = \varepsilon_0 + \varepsilon_i \cdot i, \quad (7)$$

где ε_0 – стоимость эксплуатации одной КС, не зависящая от числа ГПА, млн руб. (прил. 3);

ε_i – стоимость эксплуатации одной КС, зависящая от числа ГПА, млн. руб. (прил. 3).

В зависимости от типа ГПА в технологическом процессе транспорта газа может использоваться топливный газ, электроэнергия или и то и другое.

Стоимость топливного газа определяется зависимостью

$$S_{mг} = Q_{mг} \cdot c_{mг} \quad (8)$$

где $Q_{mг}$ – расход топливного газа за анализируемый период, тыс. м³;
цена топливного газа $c_{mг} = 167,9$ в 2013 году, 178 в 2014 году, 200 в 2015 году, \$/тыс. м³ для концерна «Белтрансгаз»; $c_{mг} = 2358690$ руб./тыс. м³ для прочих юридических лиц в 2014 году и 3020777 руб./тыс. м³ – в 2015 году. Цены в последующие годы определяются на основе справочных данных, в том числе из Интернета.

Стоимость электроэнергии определяется в зависимости от величины заявленной мощности силовых установок и количества потребленной электроэнергии.

Если заявленная мощность превышает 750 кВт (что принимается в курсовом проекте), то стоимость электроэнергии рассчитывается по двухставочному тарифу

$$S_{эл} = c_{эл1} \cdot N_з \cdot n + c_{эл2} \cdot N \cdot t, \quad (9)$$

где $N_з$ – заявленная мощность КС, кВт;
 n – количество месяцев в анализируемом периоде;
 N – потребляемая электродвигателями КС мощность, кВт;
 t – продолжительность анализируемого периода, час.
цена электроэнергии в ценах до 01.07.2016 года:
– за заявленную мощность $c_{эл1} = 64926,6$ руб/(кВт·мес):
– за потребленную электроэнергию $c_{эл2} = 603,3$ руб/кВт·час.

Окончательное решение об эффективности того или иного варианта технологического обустройства МГ принимается на основе расчета коэффициента абсолютной эффективности.

Оптимальному решению со стороны эксплуатирующей организации соответствует максимальная величина показателя (коэффициента) абсолютной эффективности:

$$\alpha = P_p / (K_{л} + K_{ст}), \quad (10)$$

Прибыль определяется по формуле 1, а капитальные вложения – по формулам 2 и 3.

Если разница по коэффициенту абсолютной эффективности для каких-либо вариантов не превышает 5 %, то эти варианты следует считать равноценными. В таких случаях, для выявления оптимального варианта привлекают дополнительные критерии (металлозатраты, энергозатраты, затраты людских ресурсов и т.д.).

1.2. Выбор основного оборудования компрессорной станции, определение числа КС и расстояния между ними

Подбор основного перекачивающего оборудования производится исходя из суточной производительности МГ. Суточная производительность МГ Q (млн м³/сут) определяется по формуле ([1] п. 18.3):

$$Q_{КС.Р} = \frac{Q_{КС}}{K_{нд} \cdot K_{эм} \cdot K_{ро} \cdot \tau}, \quad (11)$$

где $K_{нд}$ – коэффициент надежности газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения производительности газопровода из-за вынужденных простоев и ремонтно-технического обслуживания;

$K_{эм}$ – коэффициент экстремальных температур, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности газопровода, связанного с влиянием высоких температур окружающей среды;

$K_{ро}$ – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей, отражающий необходимость увеличения пропускной способности газопровода для обеспечения дополнительных поставок газа потребителям в периоды повышенного спроса на газ. Повышенный спрос на газ может быть обусловлен похолоданиями в течение отопительного сезона (понижением температуры атмосферного воздуха относительно среднемесячных многолетних значений), а также возможным опережением потребности народного хозяйства в газе по сравнению с прогнозом;

$Q_{КС}$ – годовая производительность, млрд м³/год;

τ – количество суток работы трубопровода в год.

Оценочные значения коэффициента надежности $K_{нд}$ рекомендуется определять по таблице 2. [1 с. 118].

Таблица 2

Оценочные коэффициенты надежности газопроводов

Длина газопровода, км	Газопроводы, $K_{нд}$	Двухниточные системы газопроводов, $K_{нд}$	Три и более нитки, $K_{нд}$
500	0,99	0,99	0,99
1000	0,98	0,98	0,99
1500	0,97	0,98	0,99
2000	0,96	0,97	0,98
2500	0,95	0,97	0,98
3000	0,94	0,96	0,97

Значения остальных коэффициентов, входящих в формулу (11), принимают следующими:

$K_{po} = 0,98$ – для базовых и распределительных газопроводов;

$K_{\varepsilon m} = 0,98$ – для газопроводов, протяженностью более 1000 км,

$K_{\varepsilon m} = 1,0$ – для газопроводов, протяженностью менее 1000 км.

Выбор рабочего давления и типа газоперекачивающего агрегата

Современные МГ проектируются на рабочее давление $P = 7,5$ МПа и выше. Проектирование газопроводов на рабочее давление $P = 5,6$ МПа производится только для случаев соединения проектируемых газопроводов с системой существующих газопроводов такого же рабочего давления. Газоперекачивающее оборудование выбирается исходя из суточной производительности и принятого рабочего давления. При этом желательно, чтобы $I_i = Q_{KC.P}/Q_H$ – число нагнетателей было ближе к целому числу. Здесь Q_H – номинальная подача нагнетателя, приведенная к стандартным физическим условиям.

Определение толщины стенки МГ. Расчет толщины стенки МГ производится в соответствии со СНиП 2.05.06-85 [4].

$$\delta = \frac{n_p \cdot p_H \cdot D_H}{2(R_1 + n_p \cdot p)}, \quad (12)$$

где n_p – коэффициент надежности по нагрузке;

p – рабочее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр трубы;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы, МПа, определяется по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n}, \quad (13)$$

где R_1^H – минимальное значение временного сопротивления металла труб в зависимости от выбранного класса прочности (таблица 3);

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 4 с учетом классификации таблицы 5;

k_1 – коэффициент безопасности по материалу, принимаемый по таблице 6;

k_n – коэффициент надежности определяется по таблице 7.

Значения минимального временного сопротивления металла труб, а также коэффициентов надежности и безопасности по металлу могут быть приняты в соответствии с рекомендациями Инструкции по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром» [3].

Таблица 3

Механические свойства металла труб

Класс прочности	Временное сопротив- ление разрыву $\sigma_{\text{в}}$, МПа (кгс/мм ²)	Предел текучести $\sigma_{\text{т}}$, МПа (кгс/мм ²)	Относи- тельное удлинение δ_5 , %	Класс прочности	Временное сопротив- ление разрыву $\sigma_{\text{в}}$, МПа (кгс/мм ²)	Предел текучести $\sigma_{\text{т}}$, МПа (кгс/мм ²)	Относи- тельное удлине- ние δ_5 , %
	не менее				не менее		
К 34	333 (34)	206 (21)	24	К 54	529 (54)	363 (37)	20
К 38	372 (38)	235 (24)	22	К 55	539 (55)	372 (38)	20
К 42	412 (42)	245 (25)	21	К 56	549 (56)	382 (39)	20
К 50	485 (50)	343 (35)	20	К 60	588 (60)	412 (42)	16
К 52	510 (52)	353 (36)	20				

Источник: [2].

Таблица 4

Значения коэффициентов условий работы трубопровода m

Категории магистральных трубопроводов	I	II	III	IV
Значения коэффициента m	0,75	0,75	0,9	0,9

Таблица 5

Классификация магистральных трубопроводов по категориям

Назначение магистрального трубопровода	Категория трубопровода
Для транспортировки природного газа:	
Диаметром менее 1200 мм	IV
Диаметром 1200 мм и более	III
Для транспортировки нефти или нефтепродуктов:	
Диаметром менее 700 мм	IV
Диаметром 700 мм и более	III

Таблица 6

Значения коэффициента безопасности по материалу k_I

Характеристика труб	k_I
Сварные из малоуглеродистой и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100 %-ный контроль неразрушающими методами	1,4
Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55

Таблица 7

Значение коэффициента надежности k_n

Условный диаметр трубопроводов	Значение коэффициента надёжности k_n			
	Для газопроводов в зависимости от внутреннего давления P , МПа			Для нефтепроводов нефтепродуктопроводов
	$P \leq 5,5$	$5,5 < P \leq 7,5$	$7,5 < P \leq 10,0$	
500 и менее	1	1	1	1
600-1000	1,05	1,05	1,05	1
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	1,1

После определения толщины стенки на ряде участков газопровода необходимо выполнить проверку на прочность исходя из возможности существования осевых сжимающих напряжений. Осевые напряжения в трубопроводе определяют по формуле

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD}{2\delta}, \quad (14)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы (для стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$;

E – модуль упругости металла (для стали $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа);

Δt – расчетный температурный перепад, равный разности между температурой укладки трубопровода и максимальной/минимальной температурой стенки трубопровода;

μ – коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла:

– упругой $\mu_0 = 0,3$;

– пластической μ (определяется в соответствии с п. 8.25 [4]);

D – внутренний диаметр трубопровода.

Если $\sigma_{np.N} < 0$, то необходимо учитывать осевые сжимающие напряжения. Для этого определяют коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние труб по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}; \quad (15)$$

и уточняют значение толщины стенки:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(\psi_1 R_1 + np)}. \quad (16)$$

Если $\sigma_{np.N} > 0$, то уточнения δ по формуле (16) не производят.

Далее проверяют прочность подземного трубопровода по условию:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \Psi_2 R_1, \quad (17)$$

где Ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб при $\sigma_{np.N} \geq 0$, равный единице, а при $\sigma_{np.N} < 0$, определяемый по формуле

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (18)$$

где

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta}, \quad (19)$$

Расчет теплофизических свойств транспортируемого газа

Основными свойствами газа, необходимыми для выполнения технологического расчета газопровода, являются: плотность, молярная масса, газовая постоянная, критические температура и давление, относительная

плотность газа по воздуху. Расчет данных параметров может быть выполнен на основании норм технологического проектирования [1].

Молярную массу природного газа M , кг/кмоль, вычисляют на основе компонентного состава по формуле:

$$M = \sum_{i=1}^n x_i M_i = x_1 M_1 + x_2 M_2 + \dots + x_n M_n, \quad (20)$$

где x_i – концентрация i -го компонента газа, доли ед.;

M_i – молярная масса i -го компонента газа.

Плотность природного газа, транспортируемого по МГ, ρ , кг/м³, при стандартных условиях ($P_c = 0,1013$ МПа и $T_c = 293,15$ К) вычисляют по формуле

$$\rho_c = 10^3 \cdot MP_c / R_\mu T_c Z_c, \quad (21)$$

где $R_\mu = 8,31451$ кДж/кмоль·К – универсальная газовая постоянная;

Z_c – коэффициент сжимаемости природного газа при стандартных условиях.

Относительную плотность природного газа по воздуху Δ определяют по формуле

$$\Delta = \frac{\rho_c}{\rho_\delta}, \quad (22)$$

где $\rho_\delta = 1,20445$ кг/м³ – плотность воздуха при стандартных условиях.

Коэффициент сжимаемости природных газов при давлениях до 15 МПа и температурах 250 – 400 К, Z , вычисляют по формуле

$$Z = 1 + A_1 P_{np} + A_2 P_{np}^2. \quad (23)$$

где $A_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{np}} - \frac{3,16}{T_{np}^2} + \frac{1,09}{T_{np}^3};$

$$A_2 = 0,0423 - \frac{0,1812}{T_{np}} + \frac{0,2124}{T_{np}^2};$$

$$P_{np} = \frac{P}{P_{нк}}; \quad T_{np} = \frac{T}{T_{нк}};$$

$$P_{нк} = \sum_{i=1}^n x_i P_{кри};$$

$$T_{нк} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кри};$$

$P_{кри}, T_{кри}$ – критические значения давления и температуры i -го компонента газовой смеси.

Динамическую вязкость природных газов, μ , Па·с, при давлениях до 15 МПа и температурах 250 – 400 К вычисляют по формуле

$$\mu = \mu_0 \left(1 + B_1 P_{np} + B_2 P_{np}^2 + B_3 P_{np}^3 \right), \quad (24)$$

где

$$\mu_0 = (1,81 + 5,95 T_{np}) \cdot 10^{-6};$$

$$B_1 = -0,67 + \frac{2,36}{T_{np}} - \frac{1,93}{T_{np}^2};$$

$$B_2 = 0,8 - \frac{2,89}{T_{np}} + \frac{2,65}{T_{np}^2};$$

$$B_3 = -0,1 + \frac{0,354}{T_{np}} - \frac{0,314}{T_{np}^2}.$$

Определение расстояния между компрессорными станциями

Определим расстояние между КС магистрального газопровода исходя из формулы пропускной способности МГ, млн м³/сут:

$$q = 105,087 \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \Delta T_{cp} Z_{cp} L}}. \quad (25)$$

Выражая значение расстояния в км между КС получим.

$$L = 105,087^2 \cdot D^5 \cdot \frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot \Delta T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot q^2}, \quad (26)$$

P_n – давление в начале газопровода, МПа;

P_k – давление в конце газопровода, МПа;

T_{cp} – средняя по длине участка газопровода температура газа, К;

Z_{cp} – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа,

$Z_{cp} = f(p_{cp}, T_{cp})$;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода;

D – внутренний диаметр трубы, м;

Δ – относительная плотность газа по воздуху (определяется по формуле 22).

Для определения расстояния между КС можно принять ориентировочное значение средней температуры:

$$T_{CP} = \frac{(T_0 + T_H)}{2}, \quad (27)$$

где T_0 – температура окружающей среды на глубине заложения газопровода, К;

T_H – температура газа на входе в линейный участок, которую можно принять равной 303 – 313 К.

Давление в начале газопровода определяется по формуле

$$p_H = p_{НАГ} - \Delta p_{ВЫХ}, \quad (28)$$

где $\Delta p_{ВЫХ}$ – потери давления в трубопроводе между компрессорным цехом и узлом подключения к линейной части МГ;

Потери давления могут быть приняты по таблице 8.

Таблица 8

Потери давления газа на КС [1]

Давление в газопроводе (избыточное), МПа	Потери давления газа на КС, МПа			
	на входе КЦ		На выходе КЦ	
	при одноступенчатой очистке газа	при двухступенчатой очистке газа	При наличии АВО газа	При отсутствии АВО газа
5,40	0,08	0,13	0,06	0,03
7,35	0,12	0,19	0,07	0,04
8,34	0,12	0,20	0,08	0,05
9,81	0,13	0,21	0,08	0,05
15,00	0,15	0,25	0,1	0,07

Давление в конце участка газопровода следующее:

$$p_K = p_{BC} + \Delta p_{BC}, \quad (29)$$

где Δp_{BC} – потери давления газа на входе КС с учетом потерь давления в подводящих шлейфах и на узле очистки газа (принимается по таблице 8).

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется по формуле

$$\lambda = \frac{\lambda_{mp}}{E^2}, \quad (30)$$

где E – коэффициент гидравлической эффективности, принимаемый для новых труб в соответствии с рекомендациями [1] равным 0,95.

Коэффициент сопротивления трению для режима квадратичного сопротивления, который характерен для магистральных трубопроводов, определяется по формуле

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k_{\Sigma}}{D} \right)^{0,2}, \quad (31)$$

где k_{Σ} – эквивалентная шероховатость труб; для труб без внутреннего гладкостного покрытия принимается равной 0,03 мм, а для труб с внутренним гладкостным покрытием – 0,01 мм;

D – внутренний диаметр трубопровода, мм;

Re – число Рейнольдса, которое определяется по формуле

$$Re = 17,75 \cdot 10^3 \cdot \frac{Q \cdot \Delta}{\mu \cdot D}, \quad (32)$$

где Q – производительность газопровода, млн м³/сут;

D – внутренний диаметр газопровода, мм;

μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с.

Среднее давление в газопроводе можно определить по формуле

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \left(p_H + \frac{p_K^2}{p_H + p_K} \right). \quad (33)$$

Вычислив расстояния между компрессорными станциями по формуле (16), определяем требуемое число КС:

$$n_0 = \frac{L - L_K}{l} + 1. \quad (34)$$

В случае если на КС установлены ГПА с газотурбинным приводом, то часть транспортируемого газа будет потребляться на собственные нужды, что приведет к изменению параметров участков МГ.

Рекомендуется учет расхода топливного газа производить при длине газопровода более 500 км.

Для такого газопровода производительность каждого участка можно выразить следующим образом:

$$Q_i = Q - Q_{ТГ} \cdot i, \quad (35)$$

где Q_i – производительность i -го участка;

Q – производительность поступления газа на первую КС;

$Q_{ТГ}$ – объем потребляемого КС топливного газа;

i – номер КС по ходу газа.

Используя уравнение пропускной способности участка можно записать следующее соотношение длин участков с различной производительностью:

$$\frac{l_i}{l} = \left(\frac{Q}{Q - Q_{ТГ} \cdot i} \right)^2, \quad \text{или} \quad l_i = l \cdot \left(\frac{Q}{Q - Q_{ТГ} \cdot i} \right)^2. \quad (36)$$

Тогда для принятого числа КС можно записать длину газопровода как сумму длин участков его составляющих:

$$L = l \left[\left(\sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q}{Q - Q_{ТГ} \cdot i} \right)^2 + \alpha \left(\frac{Q}{Q - Q_{ТГ} \cdot n} \right)^2 \right], \quad (37)$$

где l – средняя длина участка между КС.

$$\alpha = \frac{L_K}{l} \approx \frac{p_H^2 - p_K'^2}{p_H^2 - p_K^2}. \quad (38)$$

При принятом числе КС из (37) определяется средняя длина участка между КС. Затем, пользуясь формулой (36), рассчитывают длину всех промежуточных участков и определяют длину конечного участка.

1.3. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями

Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя КС производится с целью определения давления и температуры газа в конце рассматриваемого участка.

Абсолютное давление в конце участка газопровода определяется из формулы расхода (25) при средних значениях температуры и давления газа

на линейном участке, которые определяются методом последовательных приближений:

$$p_K = \sqrt{p_H^2 - \frac{Q_{KC\ P}^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot l}{105,087^2 \cdot D_{BH}^5}}. \quad (39)$$

Уточненный расчет участка газопровода выполняется в следующем порядке:

1) в качестве первого приближения значения принимаются λ и Z_{CP} , найденные из предварительного определения расстояния между КС. Значение T_{CP} определяется по формуле (27);

2) по формуле (39) определяется в первом приближении значение p_K ;

3) определяется уточненное среднее давление p_{CP} по формуле (33);

4) по формулам (23) с учетом средних значений давления и температуры определяются средние приведенные давление $p_{ПР}$ и температура $T_{ПР}$.

Для расчета конечного давления во втором приближении вычисляются уточненные значения T_{CP} , λ и Z_{CP} . Для этого при определении T_{CP} будем использовать величины средней удельной теплоемкости C_p , коэффициента Джоуля-Томсона D_i и коэффициента a_i , вычисленные для значения p_{CP} и T_{CP} первого приближения;

5) удельная теплоемкость газа C_p (кДж/(кг·К)) определяется в соответствии с п. 18.6.7. [1] по формуле:

$$C_p = R(E_0 + E_1 P_{np} + E_2 P_{np}^2 + E_3 P_{np}^3); \quad (40)$$

где

$$E_0 = 4,437 - 1,015 T_{np} + 0,591 T_{np}^2;$$

$$E_1 = 3,29 - \frac{11,37}{T_{np}} + \frac{10,9}{T_{np}^2};$$

$$E_2 = 3,23 - \frac{16,27}{T_{np}} + \frac{25,48}{T_{np}^2} - \frac{11,81}{T_{np}^3};$$

$$E_3 = -0,214 + \frac{0,908}{T_{np}} + \frac{0,967}{T_{np}^2}.$$

6) коэффициент Джоуля-Томсона D_i (К/МПа) вычисляется по формуле (п. 18.6.8. [1])

$$D_i = H_0 + H_1 P_{np} + H_2 P_{np}^2 + H_3 P_{np}^3; \quad (41)$$

где

$$H_0 = 24,96 - 20,3 T_{np} + 4,57 T_{np}^2;$$

$$H_1 = 5,66 - \frac{19,62}{T_{np}} + \frac{16,89}{T_{np}^2};$$

$$H_2 = -4,11 + \frac{14,68}{T_{np}} - \frac{13,93}{T_{np}^2};$$

$$H_3 = 0,568 - \frac{2,0}{T_{np}} + \frac{1,79}{T_{np}^2}.$$

7) средняя температура газа рассчитывается по формуле

$$T_{CP} = T_0 + (T_H - T_0) \frac{1 - e^{-a \cdot L}}{a \cdot L} - D_i \cdot \frac{p_H^2 - p_K^2}{2a \cdot L \cdot p_{CP}} \left(1 - \frac{1 - e^{-a \cdot L}}{a \cdot L} \right), \quad (42)$$

где a – коэффициент Шухова, рассчитываемый по формуле

$$a = 225,5 \frac{K_{CP} \cdot D_H}{Q \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}, \quad (43)$$

где K_{CP} – средний на линейном участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/(м²·К);

Q – пропускная способность подводного газопровода, млн м³/сут;

Δ – плотность по воздуху.

8) коэффициент сжимаемости Z_{CP} определяется по формуле (23);

9) коэффициент динамической вязкости рассчитывается по формуле 24;

10) число Рейнольдса вычисляется по формуле (32);

11) коэффициент сопротивления трению λ_{TP} и коэффициент гидравлического сопротивления λ вычисляются по формулам (31) и (30);

12) определяем конечное давление во втором приближении по формуле (39);

13) если полученный результат отличается от предыдущего приближения более чем на 1 %, имеет смысл уточнить расчеты, выполняя третье приближение, начиная с пункта 3. Если результат удовлетворяет требованиям точности расчетов, переходим к следующему пункту;

14) уточняется среднее давление по формуле (33);

15) определяется конечная температура газа

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) e^{-al} - D_i \cdot \frac{p_H^2 - p_K^2}{2a \cdot l \cdot p_{CP}} (1 - e^{-al}). \quad (44)$$

На этом тепловой и гидравлический расчет участка газопровода заканчивается.

Значение коэффициента теплопередачи от газа в окружающую среду K_{CP} в выражении (43) для подземных газопроводов (без тепловой изоляции) следует определять по формулам п. 18.6.13 [1].

$$K_{cp} = \left(R_{из} + \frac{1}{\alpha_{zp}} \right)^{-1}; \quad (45)$$

$$\alpha_{zp} = \frac{\lambda_{zp}}{10^{-3} D_n} \left[0,65 + \left(\frac{10^{-3} D_n}{h_{oz}} \right)^2 \right] \quad h_{oz} = h_0 + \lambda_{zp} \left(\frac{1}{\alpha_g} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}} \right) \quad R_{из} = \frac{10^{-3} D_n}{2\lambda_{из}} \ln \frac{D_{из}}{D_n}$$

где D_n – наружный диаметр газопровода без изоляции, мм;

$D_{из}$ – наружный диаметр изолированного газопровода, мм;

$\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова, м;

h_0 – глубина заложения оси трубы (расстояние от поверхности насыпи до оси трубы), м;

λ_{zp} – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/мК;

$\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снежного покрова, принимаемый в зависимости от состояния снега: свежеснежный – 0,1 Вт/м·К; уплотненный – 0,35 Вт/м·К; тающий – 0,64 Вт/м·К.

$\lambda_{из}$ – коэффициент теплопроводности изоляции, может быть принят 0,25 Вт/м·К,

α_g – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу, Вт/м²·К:

$$\alpha_g = 6,2 + 4,2 \cdot v, \quad (46)$$

где v – среднегодовая скорость ветра;

В случае отсутствия данных при ориентировочных расчетах допускается принимать:

– для песка $\bar{K}_{CP} = 1,1 - 2,4$ Вт/(м²·К);

– для суглинка $\bar{K}_{CP} = 1,05 - 1,65$ Вт/(м²·К);

– для смешанного грунта $\bar{K}_{CP} = 1,27 - 1,34$ Вт/(м²·К).

1.4. Расчет режима работы компрессорной станции

Для расчетов режимов работы КС применяются характеристики центробежного нагнетателя, представляющие зависимость степени повышения давления ϵ , политропического коэффициента полезного действия $\eta_{пол}$ и относитель-

ной внутренней мощности $\frac{N_i}{p_n}$ кВт/ата, от объемной производительности по условиям всаса и относительной коммерческой производительности $\frac{q_k}{p_n}$ (млн ст.м³/сут)/ата при различных значениях относительных оборотов $\frac{n}{n_{ном}}$.

n , $n_{ном}$ – соответственно рабочая частота вращения вала центробежного нагнетателя и номинальная частота вращения. Основные номинальные параметры некоторых ГПА приведены в приложении 3.

Рабочие параметры ГПА могут быть определены по методике ВНИИГАЗа (рис. 1).

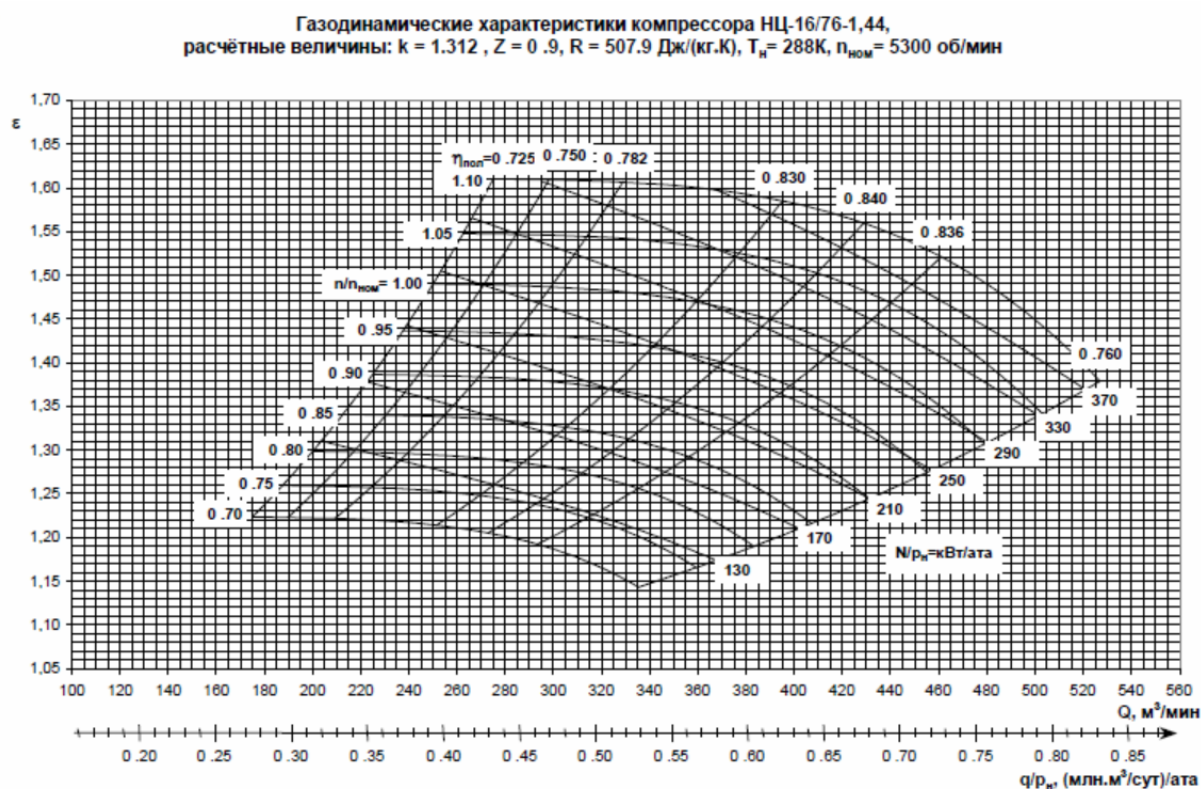


Рис. 1. Приведенная характеристика центробежного нагнетателя по методике ВНИИГАЗа

Порядок определения рабочих параметров следующий:

1) определяется требуемая степень сжатия

$$\epsilon = \frac{p_k}{p_n}, \quad (47)$$

где p_n , p_k – соответственно номинальное давление на входе и выходе ЦН.

2) Для выбранного компрессора определяется относительная коммерческая производительность $\frac{q_k}{P_n}$ (млн ст.м³/сут)/ата. При этом для получения необходимой размерности значение давления в МПа следует умножить на 100 и разделить 9,80665.

3) Определяется удаленность от границы помпажа, которая должна составлять не менее 10 %, по формуле:

$$\frac{Q - Q_{\min}}{Q} \cdot 100\% . \quad (48)$$

При этом минимальное значение расхода определяется по характеристике нагнетателя, для чего из точки пересечения горизонтальной линии, проведенной от требуемой степени сжатия и крайней левой восходящей линии политропного КПД, опускается перпендикуляр на ось объемной производительности по условиям всаса.

4) По характеристике нагнетателя определяется объемная производительность по условиям всаса, для чего проводится горизонтальная линия от оси относительной коммерческой производительности к оси объемной производительности нагнетателя.

5) По характеристике нагнетателя определяется относительная частота вращения путем нахождения точки пересечения известной степени сжатия и относительной коммерческой производительности.

6) Определяется частота вращения нагнетателя по формуле

$$n = \frac{n}{n_{\text{ном}}} \cdot n_{\text{ном}} . \quad (49)$$

7) По характеристике нагнетателя определяется политропный КПД, $\eta_{\text{пол}}$, путем интерполяции значений, указанных на концах двух соседних восходящих кривыми линиями КПД, между которыми находится точка пересечения степени сжатия и относительной коммерческой производительности.

8) Определяется внутренняя мощность нагнетателя N_i , кВт. Для этого по характеристике нагнетателя определяется относительная внутренняя мощность $\frac{N_i}{P_n}$, кВт/ата путем интерполяции значений, указанных на концах двух соседних наклонных прямых, между которыми находится точка

пересечения степени сжатия и относительной коммерческой производительности. Далее определяется внутренняя мощность по формуле:

$$N_i = \frac{N_i}{p_n} \cdot p_n \quad (50)$$

При этом для получения необходимой размерности (кВт) следует стоящее последним в формуле значение давления всаса p_n , МПа, умножить на 100 и разделить 9,80665.

9) Определяется эффективная мощность привода по формуле

$$N_e = \frac{N_i}{\eta_{мех}}, \quad (51)$$

где $\eta_{мех}$ – механические КПД, который, в случае отсутствия данных, в учебных целях может приниматься равным 0,99;

10) Производится сравнение эффективной мощности N_e и ее номинального значения $N_{ном}$. Должно выполняться условие $N_e \leq N_{ном}$. При невыполнении этого условия следует увеличить число ГПА или подобрать другой ГПА и повторить расчет;

11) определяется температура газа на выходе ЦН:

$$T_{НАГ} = T_{ВС} \cdot \epsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{ПОЛ}}}, \quad (52)$$

где k – показатель адиабаты природного газа, $k = 1,31$,
 $T_{ВС}$ – температура на входе в КС.

1.5. Расчет расхода топливного газа

Расход топливного газа газотурбинной установки, тыс. м³/ч, вычисляют по формуле

$$q_{тг} = q_{тг}^o \left(0,75 \cdot \frac{N_e}{N_e^o} + 0,25 \cdot K_{pa} \sqrt{\frac{T_a}{288}} \right) \cdot K_{тг} \cdot K_{н}, \quad (53)$$

где $q_{тг}^o = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot N_e^o}{\eta_e \cdot Q_{тг}}$ – номинальный расход топливного газа;

$K_{тг}$ – коэффициент технического состояния ГТУ (по топливу);

N_e – мощность, потребляемая ЦБН, МВт;

T_a – расчетная температура атмосферного воздуха, К;

η_e – номинальный КПД ГТУ;

K_{pa} – коэффициент, зависящий от высоты над уровнем моря [1, приложение Е];

Q_{TC} – теплота сгорания топливного газа, кДж/м³.

Коэффициент технического состояния K_{TG} принимают равным 1,05, если не имеется оснований для принятия другой величины. В приложении 6 приведены рекомендуемые величины K_{TG} для разных типоразмеров, в том числе с учетом состояния эксплуатируемых ГТУ.

В качестве расчетной температуры T_a принимают среднюю температуру атмосферного воздуха расчетного периода (без поправок) T_a^{cp} .

Коэффициент $K_{\bar{n}}$ обычно учитывается в составе K_{TG} , кроме особых случаев.

Потребление топливного газа КЦ, млн м³ за расчетный период, вычисляют по формуле

$$Q_{\tau}^{\tau} = n_p q_{\tau} \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (54)$$

где n_p – количество рабочих ГПА;

τ – время расчетного периода, ч.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов : СТО Газпром 2-3.5-051-2006. – М., 2006
2. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов : ГОСТ 20295-85
3. Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром» : СТО Газпром 2-2.1-131-2007
4. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования : СНиП 2.05.06-85. – М.: Стройиздат, 1985.
5. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев [и др.]. – М. : Недра, 1988.
6. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков [и др.]. – СПб. : Недра, 2006.
7. Волков, М.М. Справочник работника газовой промышленности / М.М. Волков, А.А. Михеев, К.А. Конев. – М. : Недра, 1989.
8. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы : ОНТП 51–1–85. – Ч. 1. Газопроводы. – М. : Мингазпром, 1985.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

№ варианта	Месторождение природного газа	Годовая производительность, млрд м ³ /год	Длина газопровода км	Давление в начале газопровода, МПа	Среднегодовая температура грунта, °С	Индивидуальное задание*
1	2	3	4	5	6	7
1	Уренгойское	12	270	3,8	+1	Рассчитать режим работы со вставкой большего диаметра на один типоразмер длиной 60 км в середине последнего участка
2	Бованенковское	55	1150	5,7	+2	Рассчитать режим работы с отбором 10 % от производительности МГ на 400 км
3	Медвежье	16	360	3,7	-2	Рассчитать режим работы с лупингом на 125 – 180 км.
4	Комсомольское	54	1250	5,9	-3	Рассчитать режим работы со вставкой меньшего диаметра на один типоразмер длиной 60 км в середине предпоследнего участка
5	Заполярное	35	400	4,9	+5	Рассчитать режимы работы с учетом неравномерности загрузки. Расход газа в зимний период в 1,5 раза превышает летний
6	Губкинское	41	520	5,0	+6	Рассчитать режим работы со вставкой меньшего диаметра на один типоразмер длиной 60 км в середине второго участка
7	Юбилейное	9	210	3,6	+7	Рассчитать режим работы со вставкой большего диаметра на один типоразмер длиной 30 км в середине последнего участка
8	Комсомольское	25	380	4,4	-1	Рассчитать режим работы с учетом превышения конечной точки газопровода выше последней КС на 300 метров

Продолжение приложения 1

1	2	3	4	5	6	7
9	Бованенковское	48	640	5,7	-2	Рассчитать режим работы с лупингом на 110 – 150 км
10	Вынгапурское	30	750	5,1	-3	Рассчитать режим работы с отбором 15 % от производительности МГ на 450 км
11	Мессояхское	29	630	4,7	0	Рассчитать режим работы с подкачкой 2 0% производительности газопровода на 50 км
12	Вуктыльское	14	350	4,6	+2	Определить производительность газопровода-отвода ($D = 820 \times 10$ мм, $L = 70$ км, $P_k > 2$ МПа), подключенного к середине поседнего участка
14	Губкинское	27	470	4,1	+3	Рассчитать режим работы с учетом превышения конечной точки газопровода ниже последней КС на 300 метров
15	Березовское	11	250	3,9	-4	Определить производительность МГ при отключении второй КС и рассчитать режим работы
16	Вуктыльское	18	680	4	+3	Рассчитать режимы работы с учетом неравномерности загрузки. Расход газа в зимний период в 2 раза превышает летний
17	Ямбургское	15	260	3,7	+2	Рассчитать режимы работы с лупингом на 120 – 170 км.
18	Комсомольское	34	800	5,3	+4	Определить производительность газопровода-отвода ($D = 1020 \times 10$ мм, $L = 50$ км, $P_k > 2,5$ МПа), подключенного к середине поседнего участка
19	Ямбургское	30	1200	5,1	+6	Рассчитать режим работы МГ при отключении четвертой КС
20	Медвежье	36	810	5,4	+8	Рассчитать режимы работы с учетом неравномерности загрузки. Расход газа в зимний период в 1,22 раза превышает летний

1	2	3	4	5	6	7
21	Тазовское	23	340	3,8	-3	Рассчитать режим работы с подкачкой 15 % производительности газопровода на 250 км
22	Уренгойское	62	900	6,2	+4	Рассчитать режим работы с учетом превышения конечной точки газопровода ниже последней КС на 400 метров
23	Бованенковское	44	880	5,6	+1	Рассчитать режимы работы с лупингом на 510 – 670 км.
24	Заполярье	68	1600	6,3	-1	Рассчитать режим работы МГ при отключении третьей КС
25	Комсомольское	45	800	4,4	+3	Рассчитать режимы работы с учетом неравномерности загрузки. Расход газа в зимний период в 2,5 раза превышает летний
26	Ямбургское	57	930	5,6	-2	Определить производительность газопровода-отвода ($D = 1220 \times 10 \text{ мм}$, $L = 45 \text{ км}$, $P_k > 2,5 \text{ МПа}$), подключенного к середине последнего участка
27	Юбилейное	47	670	5,3	+3	Рассчитать режим работы с учетом превышения конечной точки газопровода выше последней КС на 450 метров
28	Тазовское	54	750	5,8	+8	Рассчитать режим работы с отбором 20 % от производительности МГ на 550 км
29	Губкинское	25	510	4,0	-3	Рассчитать режим работы с подкачкой 10 % производительности газопровода на 250 км
30	Вынгапурское	38	520	5,1	+2	Рассчитать режим работы с лупингом на 175 – 280 км.

Для студентов, претендующих на оценку 5 (пять) и ниже, давление газа в начале газопровода может быть принято равным номинальному давлению входа в выбранное газоперекачивающее оборудование с учетом потерь на всасе КС.

Индивидуальное задание выполняется студентами, претендующими на отметку 8 (восемь) и выше. При необходимости допускается перенос на расстояние до 40 км, указанной в индивидуальном задании точек подключения лупингов, отводов и т.д.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ,
МЛН РУБ/КМ (ЧИСЛИТЕЛЬ Р = 4,45 МПА, ЗНАМЕНАТЕЛЬ Р = 7,36 МПА)**

Диаметр и толщина стенки, мм	Стоимость строительства (с _п)		Эксплуатационные расходы (с _{эл})	
	1-ой нитки	2-ой и последующих	1-ой нитки	2-ой и последующих
108x4	1086/1060	681/732	138/144	93/99
159x4	1081/1166	752/859	147/156	102/117
219x5	1310/1387	984/1056	177/189	132/141
273x6	1503/1569	1174/1239	204/213	159/168
325x6	1631/ /2022	1306/ /1697	219/ /273	177/ /228
325x8	2171/ /2608	1850/ /2285	294/ /354	249/ /309
426x7				
426x9				
530x7	2669/3137	2642/2808	402/423	357/378
720x7	3774/4968	3764/4640	552/672	507/627
1020x10	8425/ /10061	7637/ /9269	1137/ /1356	1032/ /1251
1020x12				
1220x12	9769/ /13481	10316/ /12670	1503/ /1821	492/ /1710
1220x12,9				
1420x15,7	/19890	/19049	/2685	/2571

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ,
МЛН РУБ. (ЧИСЛИТЕЛЬ – НОВАЯ ПЛОЩАДКА, ЗНАМЕНАТЕЛЬ – СОВМЕЩЕННАЯ ПЛОЩАДКА)

Тип ГПА	Стоимость строительства (c_{cm})		Эксплуатационные расходы ($c_{эcm}$)	
	k_0	k_i	$э_0$	$э_i$
10ГКН	61300/29800	5400	18000/9900	2400
МК-8	68200/38300	9000	21300/13200	3900
ДР-12	74500/39800	27900	30600/20100	12300
ГТН-6	34800/19200	13000	10200/5700	11100
ГТК-10-4	77000/47400	15400	21900/13200	15000
ГПУ-10-01	74000/42400	19100	19200/9900	18000
ГТН-16	33700/4900	35600	20400/6000	25800
ГПА-Ц-6,3	67800/38100	9700	29400/16500	13500
СТД-4000	62700/33000	4300	13200/10200	15600
ЭГПА-235	76700/31800	11500	24300/12300	38100

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

НОМИНАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОМПРЕССОРОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ И ПОСТАВЛЯЕМЫХ ГПА

Тип компрессора	Тип ГПА	Тип привода	Номинальная мощность, МВт	Давление на входе/выходе, кГс/см2	Степень сжатия	Производительность		Политропный к.п.д.	Номинальные обороты об/мин
						коммерческая, млн.м3/сут	объемная, м3/мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Невский завод (НИКТИТ, компрессорный комплекс)									
280-11-1(2)	ГТ-700-5	ГТ-700-5	4,25	45 (43,8)/56,0	1,24/ (1,278)	12,5	179 (225)	0,84 (0,86)	7950
260-13-2	ГТК-5	ГТК-5	4,4	45,0/56,0	1,24	14,3	204	0,87	5500
370-17(14)-1	ГТ-750-6 Аврора Дон	ГТ-750-6	6,0	45,0/56,0	1,24	20,0	289	0,87	5300
370-18-1	ГТК-10 ГПУ-10	ГТК-10 судовой	10,0	62,0/76,0	1,23	36,0	370	0,85	4800
235-21-1	ГТК-10 ГПУ-10	ГТК-10 судовой	10,0	52,8/76,0	1,44	18,0	217	0,82	4800
235-22-1(2)	ГТК-10 ЭГПА-12,5	ГТК-10 СТД-12,5	10,0	57,6/76,0	1,32	24,0	265	0,80	4800
235-23-1	ГТК-10 ГПУ-10	ГТК-10 судовой	10,0	50,7/76,0	1,50	16,0	202	0,81	4800
235-24-1	ГТК-10 ЭГПА-12,5	ГТК-10 СТД-12,5	10,0	38,9/56,0	1,44	18,0	295	0,82	4800
235-21-3	ЭГПА-12,5	СТД-12,5	10,0	50,7/76,0	1,50	18,5	228	0,85	5000
285-22-1	ЭГПА-12,5	СДГ-12,5	12,5	50,7/76,0	1,50	22,0	275	0,84	5000
310-21-1	ГПУ-12,5	судовой	12,5	50,7/76,0	1,50	22,5	282	0,83	5000
310-24-1	ГПУ-12,5	судовой	12,5	37,3/56,0	1,50	22,5	378	0,82	5000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СПЧ 520-21-1	ГТНР-16	ГТНР-16 ДГ-90	16,0	39,5/56,0	1,42	33,0	528	0,81	5200
СПЧ 650-23-1	ГПА-16	ДЖ-59Л2 ДГ-90	16,0	55,5/76,0	1,37	37,0	420	0,834	5200
СПЧ 235-28-1	ГПА-16	ДЖ-59Л2	16,0	53,5/76,0	1,40	34,6	408	0,82	5200
СПЧ 235-1,45/76	ГРП-12Р «Урал»	ПС-90	12,0	52,4/76,0	1,45	23,4	284	0,83	6500
295-24-1	ГПА-12 «Урал»	ПС-90	12,0	38,9/56,0	1,44	24,0	400	0,85	6500
398-21-1	ГПА-16	ДЖ-59Л2	16,0	52,8/76,0	1,44	33,0	398	0,86	5300
398-24-1	ГПА-16	ДЖ-59Л2	16,0	38,9/56,0	1,44	32,0	540	0,86	5300
СПЧ 235-1,4/76-5300	ГПА-16РП «Урал»	ПС-90	16,0	53,5/76,0	1,40	34,5	408	0,83	5300
650-22-2	ГТН-25	ГТН-25	25,0	50,7/76,0	1,50	47,0	580	0,81	3700
395-21-1	ГПА-16	ГТНР-16 ДГ-90	16,0	39,5/76,0	1,42	33,5	540	0,85	5200
520-12-1	ГТК-10	ГТК-10	10,0	44,0/56,0	1,27	29,0	425	0,85	4600
370-21-2	ЭГПА-12,5	СТД-12,5	12,5	53,5/76,0	1,42	25,5	300	0,85	4800
АО «Сумское машиностроительное научно-производственное объединение им. М.В. Фрунзе»									
НЦ-6,3В/76-1,45	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц- 6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	52,4/76,0	1,45	12,2	150	0,82	8200
	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц- 6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	38,6/56,0	1,45	12,0	206	0,83	8200

Продолжение приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НЦ-6,3В/41-1,45	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц- 6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	28,3/41,0	1,45	11,5	272	0,80	8200
НЦ-6,3В/29-1,7	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц- 6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	17,0/29,0	1,70	7,4	297	0,78	8200
НЦ-6,3В/76-2,2	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц- 6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	34,5/76,0	2,20	4,8	91	0,75	8200
НЦ-6,3/67К-1,7	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц- 6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	39,4/67,0	1,70	8,0	132	0,80	8200
НЦ-6,3/32К-2,2	ГПА-Ц-6,3	СТДП-6300 2БУХЛ4	6,3	14,5/32,0	2,20	3,9	188	0,76	8200
НЦ-6,3/67К-2,2	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц- 6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	30,4/67,0	2,20	4,7	103	0,75	8200
НЦ-6,3В/41-2,2	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц- 6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	18,6/41,0	2,20	4,5	170	0,76	8200

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НЦ-6,3В/21-2,2	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	9,5/21,0	2,20	4,5	332	0,77	8200
НЦ-6,3В/125-2,2	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	56,8/125,0	2,20	4,3	48	0,74	8200
НЦ-6,3/41-1,45	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	28,3/41,0	1,45	10,7	255	0,78	8200
НЦ-6,3/56-1,45 (Н-196)	ГПА-Ц-6,3 ГПУ-6 ГПА-Ц-6,3А	НК-12СТ ДТ-71 Д-336	6,3	38,6/56,0	1,45	10,7	196	0,82	8200
НЦ-6,3/56-1,65	ЭГПА-Ц-6,3	СТДП-6300	6,3	33,9/56,0	1,65	6,0	130	0,75	7974
НЦ-6,3В/125-2,2	ЭГПА-Ц-6,3	СТДП-6300	6,3	56,8/125,0	2,20	4,0	44	0,73	7974
НЦ-6,3В/150-2,2	ЭГПА-Ц-6,3	СТДП-6300	6,3	68,2/150,0	2,20	4,0	36	0,71	7692
НЦ-16С/56-1,44	ГПА-Ц-16	ДГ-90Л2	16,0	38,9/56,0	1,44	32,9	538	0,82	5200
НЦ-16/45-1,7	ГПА-Ц-16	ДГ-90Л2	16	26,5	1,7	22,4	600	0,80	5300
НЦ-16/56-1,7	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	32,9/56,0	1,70	19,0	370	0,78	5300
НЦ-16/76-1,7 (СПЧ)	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	44,7/76,0	1,70	18,0	256	0,70	5300

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
НЦ-16/100-1,44	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	70,1/100,0	1,44	32,5	283	0,825	5300
НЦ-16/100-1,7	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	59,4/100,0	1,70	21,0	214	0,78	5300
НЦ-16/125-1,7	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	74,1/125,0	1,70	18,4	160	0,77	5300
НЦ-16/76-1,44	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	52,8/76,0	1,44	30,0	360	0,83	4900
НЦ-16/76-1,44	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	52,8/76,0	1,44	33,0	395	0,83	5300
	ГПУ-16 ГПА-Ц-16АЛ	ДЖ-59 ДГ-90 АЯ-31СТ							
НЦ-16/76-1,5	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	50,7/76,0	1,50	28,5	358	0,82	5300
НЦ-16/76-1,25(СПЧ)	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	60,8/76,0	1,25	54,0	559	0,83	5200
НЦ-16/56-1,45	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	38,6/56,0	1,45	31,0	519	0,85	5300
НЦ-16/41-1,45(СПЧ)	ГПА-Ц-16	НК-36СТ	16,0	28,3/41,0	1,45	26,5	630	0,82	5300
НЦ-16/41-2,2	ГПА-Ц-16	НК-36СТ	16,0	18,6/41,0	2,20	11,5	421	0,75	5300
НЦ-16/21-2,2	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16,0	9,5/21,0	2,20	12,3	897	0,75	5300
НЦ-16С/76-2,2	ГПА-Ц-16	НК-16СТ	16	34,5/76	2,20	13,5	250	0,73	5200
НЦ-25/76-1,5	ГПА-Ц-25	НК-36СТ	25,0	50,7/76,0	1,50	46,5	581	0,85	5000
ГПА-Ц-16С/85-1,5	ГПА-Ц-16	ГПА-Ц-16	16,0	56,7/85,0	1,50	29,4	332	0,85	5200
АО «Турбомотормый завод»									
Н-16/76-1,44	ГТН-16	ГТН-16	16,0	52,8/76,0	1,44	30,7	368	0,80	6500
Н-16/76-1,37	ГТН-16	ГТН-16	16,0	55,5/76,0	1,37	36,5	416	0,82	6380
Н-16/76-1,25	ГТН-16	ГТН-16	16,0	60,8/76,0	1,25	51,0	566	0,84	6180
Н-300-1,23	ГТ-6-750	ГТ-6-750	6,0	45,0/56,0	1,23	18,0	260	0,84	6150
Н-6-76	ГТН-6	ГТН-6	6,0	61,8/76,0	1,23	21,0	218	0,82	6100
Н-6-56	ГТН-6	ГТН-6	6,0	45,5/56,0	1,23	21,5	303	0,85	6100

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Н-6-41	ГТН-6	ГТН-6	6,0	33,1/41,0	1,23	19,5	418	0,85	6100
Н-6-28	ГТН-6	ГТН-6	6,0	22,6/28,0	1,24	20,0	610	0,85	6100
Н-6-15-1,35	ГТН-6	ГТН-6	6,0	11,5/15,0	1,35	11,4	796	0,80	6100
Н-6-66-1,3	ГТН-6	ГТН-6	6,0	50,8/66,0	1,30	12,0	180	0,70	6200
Н-6-41-1,35	ГТН-6	ГТН-6	6,0	30,5/41,0	1,35	11,8	305	0,73	6000
Н-6-25-1,35	ГТН-6	ГТН-6	6,0	18,5/25,0	1,35	9,7	500	0,73	6050
2Н-6-59-1,6	ГТН-6	ГТН-6	6,0	33,7/59,0	1,7	6,2	125	0,71	6100
2Н-6-37-1,6	ГТН-6	ГТН-6	6,0	21,1/37,0	1,7	6,1	195	0,71	6100
2Н-6-23-1,6	ГТН-6	ГТН-6	6,0	13,1/23,0	1,7	5,8	300	0,71	6100
2Н-6-15-1,6	ГТН-6	ГТН-6	6,0	8,06/15,0	1,7	6,0	470	0,71	6100
ОАО НПО «Искра»									
ГЦ2/52-66,5-160М2	ГПА-10ПХГ	ПС-90ГП-3	10	66,67/160,0	2,4	4,96	50	0,75	9000
РС7-6В (двухсекц.) парал. режим	ГПА-10ПХГ-01	ПС-90ГП-3	10	45,11/85,7	1,9	9,33	136	0,754	9000
РС7-6В (двухсекц.) посл. режим	ГПА-10ПХГ-01	ПС-90ГП-3	10	45,45/150,0	3,3	4,90	71	0,702	9000
РС7В	ГПА-10ДКС-04К	ПС-90ГП-3	10	13,63/66,8	4,9	3,75	183	0,78	9000
108-51-1Л	ГПА-10ДКС-01	ПС-90ГП-3	10	73,53/125,0	1,7	6,00	52	0,78	9000
СПЧ 108-71-1	ГПА-10ДКС-01	ПС-90ГП-3	10	56,82/125,0	2,2	6,00	64	0,80	9000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СПЧ 108-81-1	ГПА-10ДКС-01	ПС-90ГП-3	10	41,67/125,0	3,0	4,00	61	0,77	9000
СПЧ 108-41-1Л	ГПА-10ДКС-01	ПС-90ГП-3	10	57,06/97,0	1,7	12,00	133	0,80	9000
СПЧ 108-100/2,2	ГПА-10ДКС-02	ПС-90ГП-3	10	42,17/97,0	2,3	7,70	118	0,79	9000
СПЧ 108-100/3,0	ГПА-10ДКС-02	ПС-90ГП-3	10	32,33/97,0	3,0	4,80	99	0,77	9000
СПЧ 235 1,45/76	ГПА-12Р, ГПА-12УТГ	ПС-90ГП-1	12	52,41/76,0	1,45	25,1	304	0,83	6500
СПЧ 370 1,45/76	ГПА-12Р2, ГПА-12Р2-03, ГПА-12Р2-04	ПС-90ГП-1	12	52,41/76,0	1,45	25,1	304	0,83	6500
СПЧ 370 1,23/76	ГПА-12Р1, ГПА-12Р2-05	ПС-90ГП-1	12	61,79/76,0	1,23	51,2	505	0,83	6500
СПЧ 370 1,20/76	ГПА-12Р2-01, ГПА-12Р-02	ПС-90ГП-1	12	63,33/76,0	1,20	64,0	630	0,83	6500
СПЧ 235 1,4/76-5300	ГПА-16РП	ПС-90ГП-2	16,0	54,29/76,0	1,40	34,5	400	0,83	5300
НЦ-16М	ГПА-16РП-02	ПС-90ГП-2	16,0	56,30/76,0	1,35	41,2	460	0,845	5300

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СПЧ 370 1,4/76-5300	ГПА-16РП-01 ГПА-16РП-01-01	ПС-90ГП-2	16,0	54,29/76,0	1,40	39,5	460	0,82	5300
398-22-3	ГПА-16РП-03	ПС-90ГП-2	16,0	54,29/76,0	1,40	40,0	465	0,85	5300
398-23-1Л	ГПА-16ТГ	ПС-90ГП-2	16,0	50,67/76,0	1,50	27,1	340	0,85	5300
RF2BB	ГПА-16УТГ-01	ПС-90ГП-2	16,0	50,67/76,0	1,50	27,3	345	0,817	5300
Компрессоры новых ГПА, введенных в 2001-2005 г.г.									
НЦ-16/76-1,44«Волга»	НЦ-16/76-1,44«Волга»	НК-38СТ	16,0	52,8/76,0	1,44	33,40	400	0,85	5300
650-RV090/02-3700	ГПА-25Р «Днепр»	ДН-80Л	25,0	56,3/76,0	1,35	57,70	639,0	0,86	3700
СПЧ 650-1,37/76-5000	ГТН-25Р	НК-36СТ	25,0	55,5/76,0	1,37	54,00	617,4	0,84	5000
395-24-1Л	ГПА-16 «Нева»	АЛ-31СТН	16,0	38,9/56,0	1,44	31,15	508,4	0,85	5300
СПЧ 235-1,4/76-5300АЛ	ГПА-16 «Уфа»	АЛ-31СТ	16,0	54,3/76,0	1,40	35,00	409,0	0,83	5300
47-71-1	ГПА-4РМ	ГТУ-4РМ	4,0	48,9/96,9	1,98	34,60	45	0,80	10290
СПЧ 498 16/30-3,0Д	ГПА-16ДКС-02 «Урал»	ПС-90ГП-2	16	10/30	3,0	7,67	515	0,79	5300

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СПЧ 16 ГЦ2-264/20-60 CM5	ГПА-Ц-16С	ДГ-90Л2	16	20/60	3,0	9,58	325	0,71	5200
ГЦ2-247/56-76	ГПА-Ц-10Б	НК-14СТ-10	10,0	56,3/76,0	1,35	22,05	247,01	0,82	8200
10ГЦ2-250/39-56	ГПА-Ц-10Б	НК-14СТ-10	10,0	39,0/56,0	1,44	17,4	291,19	0,84	8000
7V-3 (КС Круп-ская)	ГПА-16-01 «Урал»	ПС-90- ГП-3	16,0	55,5/85,0	1,53	26,67	277,1	0,87	5073
7V-3 (КС Торжок-ская)	ГПА-16-01 «Урал»	ПС-90- ГП-2	13,3	53,0/84,9	1,60	21,7	254,0	0,818	5100
7V-3 (КС Смолен-ская)	ГПА-16-01 «Урал»	ПС-90- ГП-2	14,6	55,2/84,9	1,54	26,67	287,3	0,815	5087
6V-3	ГПА-12-01 «Урал»	ПС-90- ГП-2	12,0	47,775,4	1,58	16,43	232,7	0,87	6487

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ
НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождение	Состав газа (по объему), %						Плотность при нормальных условиях, кг/м ³	Низшая теплота сгорания, кДж/м ³
	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Бутан C ₄ H ₁₀	Пентан C ₅ H ₁₂	Двуокись углерода CO ₂	Азот N ₂	
Уренгойское	98,8	0,07	-	-	0,01	0,29	0,83	35509
Ямбургское	98,6	0,06	-	-	0,01	0,19	1,14	35430
Медвежье	99,2	0,12	-	-	0,01	0,01	0,66	35683
Бованенковское	99	0,028	0,007	0,003	-	0,063	0,899	35534
Заполярье	98,4	0,07	0,01	-	0,01	0,2	1,31	35375
Тазовское	98,6	0,1	0,03	0,02	0,01	0,2	1	35509
Губкинское	98,4	0,13	0,01	0,005	0,01	0,145	1,3	35521
Комсомольское	97,2	0,12	0,01	-	0,01	0,1	2,56	35004
Вынгапурское	95,1	0,32	-	-	-	0,19	4,21	31328
Юбилейное	98,4	0,07	0,01	-	-	0,4	1,1	35260
Мессояхское	97,6	0,1	0,03	0,01	0,01	0,06	1,6	35138
Березовское	94,8	1,2	0,3	0,1	0,06	0,5	3	35277
Вуктыльское	81,8	8,8	2,8	0,94	0,3	0,3	5,1	38828

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОМПОНЕНТОВ ГАЗОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	н-Бутан	и-Бутан	и-Пентан	Азот N ₂	Водо- род H ₂	Окись угле- рода CO	Дву- окись углерода CO ₂	Воздух (без CO ₂)	Серо- водо- род H ₂ S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Молярная мас- са, кг/кмоль	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15	28,02	2,016	28,01	44,01	28,96	34,02
Плотность, кг/м ³ при 0 °С и 0,1013 МПа	0,717	1,356	2,010	2,307	2,673	3,457	1,2505	0,0899	1,2500	1,9768	1,2928	1,5392
при 20 °С и 0,1013 МПа	0,669	1,264	1,872	2,519	2,941	3,228	1,1651	0,0837	1,1651	1,8423	1,2050	1,4338
Вязкость дина- мическая $\mu \cdot 10^{-7}$ Па · с при 0 °С и 0,1013 МПа	1,020	0,880	0,770	0,690	–	–	1,71	–	–	1,40	1,745	1,23
при 20 °С и 0,1013 МПа	1,102	0,940	0,820	0,760	–	–	1,84	–	–	1,65	1,822	–
кинематическая $\nu \cdot 10^{-6}$, м ² /с при 0 °С и 0,1013 МПа	14,24	6,35	3,70	2,45	–	–	–	–	–	–	–	–
при 20 °С и 0,1013 МПа	16,18	7,28	4,26	2,95	–	–	–	–	–	–	–	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Критические параметры газа: температура, К давление, МПа	190,68 4,52	305,75 4,88	372,00 4,34	425,17 3,75	– –	460,90 3,29	126,26 ,45	33,30 1,32	133,00 3,44	304,26 7,28	132,65 3,777	373,60 8,89
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	518,57	276,64	188,68	143,08	–	115,23	296,75	4124,68	296,94	188,97	292,70	115,23
Теплота сгорания, кДж/м ³ (при 0 °С и 0,1013 МПа): высшая низшая	39830 35880	70370 64430	100920 92930	133890 123680	131800 121750	158360 146230	– –	12762 10798	12636 10649	– –	– –	25708 23698
Теплоемкость ср, кДж/(кг·К) при 0 °С	2,167	1,650	1,430	1,590	1,590	–	1,058	–	–	0,816	1,005	0,993

ЗНАЧЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ И КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГТУ
ДЛЯ РАСЧЕТА РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ И РАСХОДА ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Тип ГПА	Номинальная мощность, N_e^0 , МВт	Номинальный к.п.д. η_e^0	Коэффициент техсостояния по мощности, K_N	Коэффициент техно- стояния по топливу, K_{TG}	Коэффициент, учитывающий влияние температуры воздуха, k_t
1	2	3	4	5	6
Стационарный (промышленный) тип ГТУ					
ГТ-700-5	4,25	0,250	0,8	1,2	4,4
ГТК-5	4,4	0,260	0,8	1,2	3,7
ГТ-6-750	6,0	0,240	0,9	1,1	2,8
ГТН-6	6,3	0,240	0,85	1,1	2,8
ГТН-6У	6,3	0,305	0,95	1,05	2,8
ГТ-750-6	6,0	0,270	0,9	1,2	3,7
ГТ-750-6М	6,0	0,300	0,9	1,05	2,2
ГТК-10	10,0	0,290	0,85	1,2	3,7
ГТК-10М	10,0	0,320	0,9	1,05	3,7
ГТК-10И	10,3	0,259	0,85	1,1	2,0
ГТК-10ИР	9,5	0,330	0,9	1,05	3,2
ПЖТ-10	10,04	0,316	0,95	1,05	2,0
ГТН-16	16,0	0,290	0,8	1,1	3,2
ГТН-16М1	16,0	0,310	0,95	1,05	2,4
ГТНР-16	16,0	0,330	0,95	1,05	3,7
ГТН-25	27,5	0,281	0,75	1,2	3,2
ГТН-25-1	25,0	0,320	0,95	1,05	2,9

1	2	3	4	5	6
ГТК-25И	23,9	0,278	0,9	1,1	2,2
ГТК-25ИР	22,2	0,345	0,9	1,05	1,9
ГТНР-25И(В)	22,2	0,347	0,95	1,05	2,0
ГТНР-25И(С)	24,6	0,354	0,95	1,05	2,0
Судовой тип ГТУ					
ГПА-Ц-6,3С	6,3	0,305	0,95	1,05	2,8
ГПУ-10	10,0	0,276	0,85	1,1	3,7
ГПУ-16МЖ	16,0	0,300	0,95	1,1	2,8
ГПУ-16МГ	16,0	0,340	0,95	1,05	2,9
ГПА-Ц-16С Коберра-16МГ	16,0	0,340	0,95	1,05	2,9
ГПА 25 Р Днепр	25,0	0,350	0,95	1,05	2,8
Авиационный тип ГТУ					
ГПА-Ц-6,3	6,3	0,240	0,95	1,1	1,3
ГПА-Ц-6,3А	6,3	0,300	0,95	1,05	3,5
ГПА-Ц-6,3Б	6,3 (8,0)	0,290 (0,300)	0,95	1,05	1,6 ($T_3 < 288 \text{ K}$) 0 ($288 \leq T_3 \leq 298 \text{ K}$) 3,0 ($T_3 > 298 \text{ K}$)
ГПА 10Б	10,0	0,330	0,95	1,05	1,3 ($T_3 \leq 303 \text{ K}$) 3,0 ($T_3 > 303 \text{ K}$)
ГПА-10 Урал	10,0	0,314	0,95	1,05	2,8 ($T_3 < 288 \text{ K}$) 0 ($288 \leq T_3 \leq 313 \text{ K}$) 5,4 ($T_3 > 313 \text{ K}$)
Коберра 182	12,9	0,275	0,9	1,1	2,2
ГПА-12 Урал ГПА-12Р Урал	12,0	0,340	0,95	1,05	0 ($288 \leq T_3 \leq 298 \text{ K}$) 2,9 ($T_3 < 288 \text{ K}$) 2,3 ($T_3 > 298 \text{ K}$)

1	2	3	4	5	6
ГПА-16 Урал ГПА-16Р Урал	16,0	0,363	0,95	1,05	5,0 ($T_3 > 298 \text{ K}$) 0 ($288 \leq T_3 \leq 298 \text{ K}$) 2,7 ($T_3 < 288 \text{ K}$)
ГПА-Ц-16	16,0	0,274	0,95	1,05	2,8
ГПА-Ц-18	18,0	0,294	0,95	1,05	2,8 ($T_3 > 293 \text{ K}$) 2,1 ($T_3 \leq 293 \text{ K}$)
ПЖТ-21С ГПА-Ц-16АЛ ГПА-16 Нева	16,0	0,355	0,95	1,05	1,8 ($T_3 < 288 \text{ K}$) 2,9 ($T_3 > 298 \text{ K}$) 0 ($288 \leq T_3 \leq 298 \text{ K}$)
ГПА-16 Волга	16,0	0,365	0,95	1,05	3,3 ($T_3 > 288 \text{ K}$) 2,7 ($T_3 \leq 288 \text{ K}$)
ГПА-Ц-25	25,0	0,345	0,95	1,05	3,5 ($T_3 > 288 \text{ K}$) 1,4 ($263 \leq T_3 \leq 288 \text{ K}$) 0,6 ($T_3 < 263 \text{ K}$)
ГПА-25 Урал ГПА-25Р Урал	25,0	0,394	0,95	1,05	3,8 ($T_3 > 288 \text{ K}$) 2,7 ($T_3 \leq 288 \text{ K}$)

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	1
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	2
1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА	5
1.1. Определение оптимальных параметров магистрального газопровода	5
1.2. Выбор основного оборудования компрессорной станции, определение числа КС и расстояния между ними	10
1.3. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями	19
1.4. Расчет режима работы компрессорной станции	22
1.5. Расчет расхода топливного газа	25
ЛИТЕРАТУРА	27
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	28
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	31
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	32
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	33
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	42
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	43
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	45

Учебное издание

ЯНУШОНОК Александр Николаевич
АНДРИЕВСКИЙ Александр Петрович
СТАХЕЙКО Владимир Николаевич

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ
И ХРАНЕНИЕ ГАЗА

Методические указания к выполнению курсового проекта
для студентов специальности 1-70 05 01
«Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов
и газонефтехранилищ»

Редактор *Д. М. Севастьянова*

Подписано в печать 11.11.15. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная.
Ризография. Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,48. Тираж 30 экз. Заказ 1478.

Издатель и полиграфическое исполнение:
учреждение образования «Полоцкий государственный университет».

Свидетельство о государственной регистрации
издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий
№ 1/305 от 22.04.2014.

ЛП № 02330/278 от 08.05.2014.

Ул. Блохина, 29, 211440, г. Новополоцк.